

ЭФФЕКТИВНОСТЬ БУРЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

А.А. Серебрянников

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В связи с повсеместно ухудшающейся структурой запасов, растущими рисками обводнения скважин на нефтегазовых месторождениях, находящихся на третьей-четвертой стадиях разработки, низкой степенью выработки извлекаемых запасов возникает необходимость поиска новых технологий и рационализаторских решений, которые бы способствовали повышению эффективности разработки сложных месторождений, в частности низкопроницаемых коллекторов, отличающихся низкими значениями нефтенасыщенных толщин и фильтрационно—емкостных свойств. В условиях разработки такого типа коллекторов одним из методов оптимизации системы разработки является бурение многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС), которые при правильном подходе способствуют решению как сугубо технологических задач, так и экономических, экологических и геологических.

Многозабойной горизонтальной скважиной считается такая скважина, которая помимо основного ствола имеет еще одно или несколько ответвлений, которые бурятся в пределах одного эксплуатационного объекта разработки. Данная технология показала свою эффективность при эксплуатации залежей вязких нефтей, залежей с низким пластовым давлением, залежей с низкой проницаемостью, залежей со слаборазвитой естественной трещиноватостью, залежей с тонкослоистым или многослойным строением, залежей с риском формирования четко выраженных структурных или стратиграфических ловушек (линз, полулинз, пропластки), которые оказываются невовлеченными в разработки при традиционных методах бурения, в залежах с водонефтяными (газонефтяными) контактами и отсутствием литологических перемычек и т.д [1].

В отличие от многоствольных скважин (МСС), которые имеют также несколько стволов, но вскрывают разные эксплуатационные объекты разработки, многозабойные скважины располагаются в пределах одного объекта разработки, поэтому сочленение стволов и забой МЗС обычно находятся на небольшом расстоянии друг от друга. В связи с этим, согласно классификации ТАМЛ, бурение МЗС имеют первый/второй уровень сложности [2]. Так как спуск хвостовика в основной ствол происходит после завершения буровых работ, иногда доступ в ответвления невозможен. Отличительной особенностью конструкции МЗС, по сравнению с традиционными горизонтальными скважинами (ГС), является обсаживание лишь основного ствола, в то время как ответвления остаются необсаженными, либо осуществляется спуск перфораторов при необходимости [3].

В период с 2016 по 2019 гг. на нефтяном месторождении Томской области были пробурены двенадцать многозабойных горизонтальных скважин на низкопроницаемый пласт Ю₁² с целью опробования технологии и оптимизации существующей системы разработки. Средняя глубина залегания пласта Ю₁² составляет 2,6 тыс.м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 2,3 м, пористость – 0,15 д.ед., проницаемость – $4 \cdot 10^{-3}$ мкм², Кн – 0,55 д.ед., песчаность – 0,63 д.ед., расчлененность – 1,2 ед., вязкость нефти – 1,47 мПа*с. Пласт Ю₁² по своему генезису относится к прибрежно-морским песчаникам и имеет покровный характер площадного развития, тип залежи – пластовая, сводовая, коллектор характеризуется как терригенный, поровый.

В ходе работы был выполнен анализ эффективности бурения многозабойных горизонтальных скважин и сравнение их технологических показателей разработки (дебиты нефти и жидкости и их темпы падения, продуктивность, обводненность) с фактически пробуренными горизонтальными скважинами. Выделено три группы скважин по их расположению на эксплуатационном объекте, сопоставимым фильтрационно-емкостным свойствам, насыщению коллектора и депрессии. В анализе приняло участие 12 многозабойных горизонтальных скважин и 18 горизонтальных скважин.

Как видно из рисунка 1, по двум группам скважин из трех заметно значительное превышение стартовых показателей многозабойных горизонтальных скважин над обычными горизонтальными: для группы № 1 средний стартовый дебит нефти МЗС составил 28,4 т/сут, у ГС – 15,2 т/сут, средний стартовый дебит жидкости МЗС – 41,6 м³/сут, ГС – 43,4 м³/сут, обводненность МЗС – 19,6 %, ГС – 52,7 %; для группы № 2 средний стартовый дебит нефти МЗС составил 39,2 т/сут, ГС – 22,5 т/сут, средний стартовый дебит жидкости МЗС – 52,2 м³/сут, ГС – 35,1 м³/сут, обводненность МЗС – 10,8 %, ГС – 19,1 %. Темпы падения дебитов нефти и жидкости МЗС и ГС характеризуются быстрым падением дебитов в первые три месяца, после чего скважины выходят на установившийся режим работы и падение значительно замедляется. На многих многозабойных горизонтальных скважинах наблюдается снижение обводненности после выхода на установившийся режим работы и низкая динамика последующего роста кривой обводненности – традиционные горизонтальные скважины, напротив, отличаются быстрым ростом обводненности продукции, что может быть связано с проведением гидроразрывов пласта (ГРП) на этих скважинах и близким расположением к контуру нефтеносности. Все скважины расположены в схожих геологических условиях (проницаемость, насыщение и толщины отличаются незначительно) и эксплуатируются при сопоставимых депрессиях.

По группе № 3 наблюдается превышение стартовых показателей горизонтальных скважин над скважинами МЗС: стартовый дебит нефти МЗС составил 2,2 т/сут, у ГС – 7,3 т/сут, средний стартовый дебит жидкости МЗС – 36,0 м³/сут, ГС – 72,0 м³/сут, обводненность МЗС – 91,5 %, ГС – 87,6 %. Это связано с неподтверждением насыщения в областях бурения скважин, недостижением проектной продуктивности и эффективной проходки горизонтальных стволов. В целом, скважины группы № 3 непоказательны для анализа и представлены в качестве примера неудачного выбора зоны бурения новых скважин.

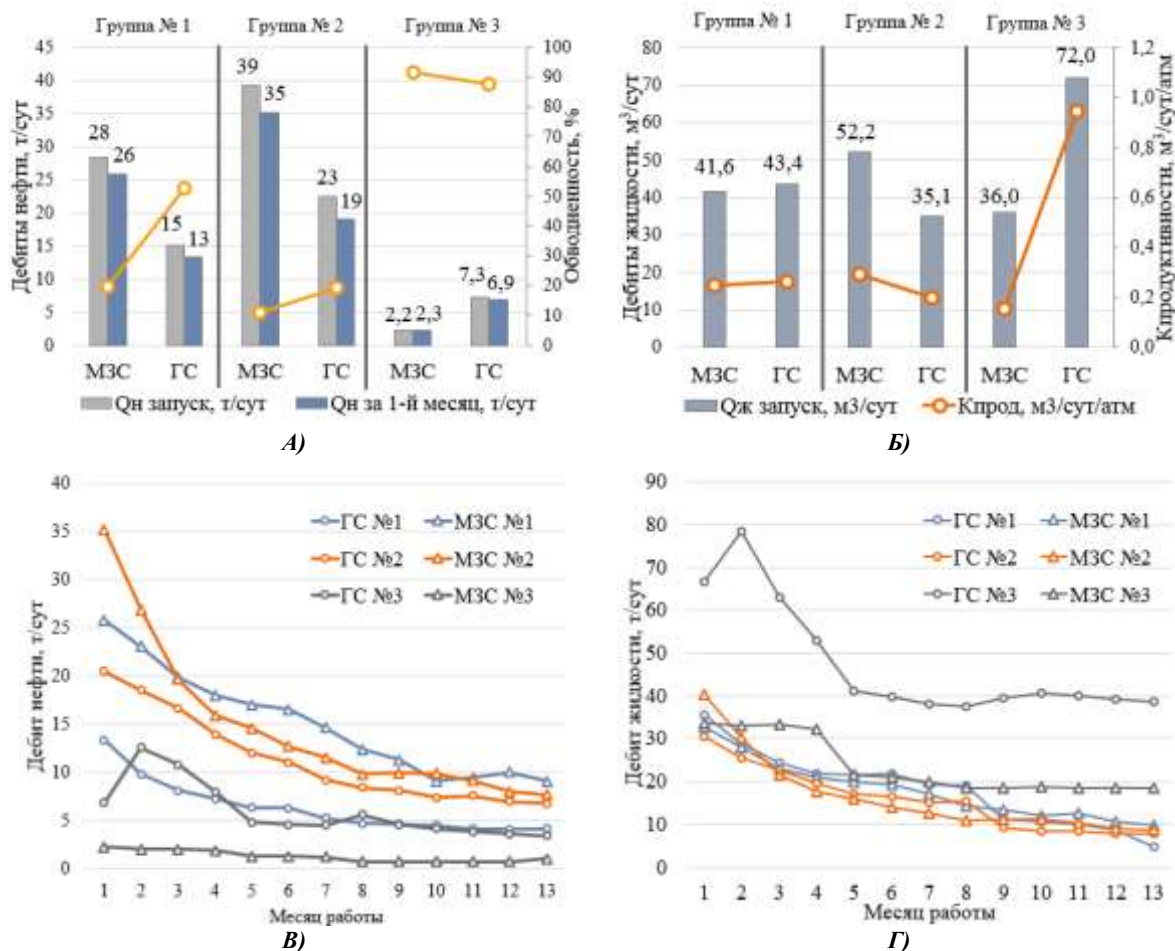


Рис. 1 Сравнение технологических показателей разработки пробуренных МЗС и ГС: А – Запускные дебиты нефти и обводненность; Б – Запускные дебиты жидкости и коэффициент продуктивности; В – Темпы падения дебитов нефти в первый год; Г – Темпы падения дебитов жидкости в первый год

Помимо недостижения эффективной проходки горизонтальных стволов МЗС, в работах [4,5] выделяют следующие причины снижения эффективности строительства многозабойных скважин с горизонтальным окончанием: несоответствие длины горизонтального ствола и геолого-технических условий строительства скважины, неправильное расположение ствола относительно кровли и подошвы пласта, анизотропия свойств горных пород по толщине и площади пласта, дифференциация давлений на забое по длине горизонтального участка ствола, ухудшение свойств, а также поглощение в нецелевые интервалы буровых и тампонажных растворов в процессе бурения.

В заключении стоит отметить, что проведенный анализ бурения многозабойных горизонтальных скважин и сравнение их технологических показателей разработки с фактически пробуренными горизонтальными скважинами показал, что технология МЗС может достаточно эффективно применяться наряду с ГС при разработке низкопроницаемых коллекторов с низкими ФЕС и толщинами.

Литература

1. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М. Многозабойные скважины: практический опыт Западной Сибири. – Тюмень, 2015. – 232 с.
2. MacKenzie A. Hogg C. Multilateral classification system with example applications // World Oil. – 1999. – № 1. – С. 55–61.
3. Бакиров Д.Л., Фаттахов М.М., Бондаренко Л.С., Малютин Д.В., Багаев П.А. Эффективность внедрения технологии строительства многозабойных скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «Лукойл-Западная Сибирь» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2014 – № 10. – С. 42–45.
4. Поляков В.Н., Хузин Р.Р., Постников С.А., Аверьянов А.П. Технологические проблемы строительства многозабойных скважин с горизонтально разветвленными стволами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – № 9. – С. 10–12.
5. Назимов Н.А., Хаминев Н.И., Хусаинов Н.И., Ахметзянов Р.Г. Выработка запасов нефти локальных участков залежей системой горизонтально разветвленных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 7. – С. 58–60.